



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA QUÍMICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

**ESPECIFICAÇÃO DO MEDIDOR DE VAZÃO DA SUSPENSÃO
ALIMENTADA A PENEIRA
VIBRATÓRIA**

MARCELA EDUARDA DOMINGOS SILVA

Uberlândia – MG

2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA QUÍMICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

**ESPECIFICAÇÃO DO MEDIDOR DE VAZÃO DA SUSPENSÃO
ALIMENTADA A PENEIRA
VIBRATÓRIA**

MARCELA EDUARDA DOMINGOS SILVA

Monografia submetida à Universidade Federal de
Uberlândia como parte dos requisitos necessários
para conclusão da disciplina de Trabalho de
Conclusão de Curso de Engenharia Química.

Orientadora: Prof^ª. Dr. Cicero Naves de Ávila Neto

Uberlândia – MG

2019

MEMBROS DA BANCA EXAMINADORA DA MONOGRAFIA DA DISCIPLINA
PROJETO DE GRADUAÇÃO DE MARCELA EDUARDA DOMINGOS SILVA
APRESENTADA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA, EM 12/03/2019

BANCA EXAMINADORA:

Prof^ª. Dr. Cicero Naves de Ávila Neto

Orientador – FEQUI/UFU

Prof^ª. Dr. Rubens Gedraite

FEQUI/UFU

Vinicius Pimenta Barbosa

FEQUI/UFU

AGRADECIMENTOS

A Deus, em primeiro lugar, que sempre me conduziu com as devidas lições de amor, fraternidade e compaixão, me dando força frente as dificuldades da graduação.

Aos meus pais, Silvânia Domingos Silva e Marciano Donizete da Silva, que sempre estiveram ao meu lado nas horas difíceis e felizes da minha vida.

As minhas tias e primos que mesmo de longe me incentivaram e motivaram.

Aos meus amigos que fiz durante a graduação e estiveram comigo seja nos momentos de alegria ou nos momentos difíceis.

Aos professores da Faculdade de Engenharia Química da Universidade Federal de Uberlândia (UFU) agradeço pela dedicação e ensinamentos durante o período acadêmico.

Ao meu co-orientador, Rubens Gedraite, pelo auxílio, atenção e paciência durante a realização deste trabalho. Ao meu orientador Cicero Naves de Ávila Neto por ter acreditado em mim.

*O período de maior ganho em
conhecimento e experiência é o período
mais difícil da vida de alguém.*

(Dalai Lama)

SUMÁRIO

| | |
|--|-----------|
| Lista de figuras | i |
| Lista de tabelas | ii |
| Resumo | iii |
| Abstract..... | iv |
| CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO | 1 |
| CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 3 |
| 2.1 – FUNDAMENTAÇÃO DA PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO | 3 |
| 2.2 – FLUIDO DE PERFURAÇÃO | 3 |
| 2.2.1 – Características do fluido de perfuração..... | 7 |
| 2.2.2 – Propriedades do fluido de perfuração. | 7 |
| 2.2.2.1 – Densidade..... | 7 |
| 2.2.2.2 – Parâmetros reológicos. | 7 |
| 2.2.2.3 – Parâmetros de filtração..... | 7 |
| 2.2.2.4 – Teor de sólidos. | 7 |
| 2.3 – UNIDADE DE TRATAMENTO DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO | 4 |
| 2.3.1 – Peneira Vibratória. | 7 |
| 2.4 – MEDIÇÕES DE VAZÃO..... | 4 |
| CAPÍTULO 3 – ESPECIFICAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DO MEDIDOR DE VAZÃO ESCOLHIDO..... | 13 |
| CAPÍTULO 4 - RESULTADOS E DISCUSSÕES | 18 |
| CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES | 34 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 37 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Representação simplificada de um poço de perfuração de petróleo | 5 |
| Figura 2 – Representação de um fluido de perfuração | 6 |
| Figura 3 – Representação do sistema de tratamento do fluido de perfuração..... | 10 |
| Figura 4 – Representação simplificada de peneira vibratória. | 11 |
| Figura 5 – Representação de modelo de classificação dos medidores de vazão | 13 |
| Figura 6 – Rotâmetros industriais..... | 15 |
| Figura 7 – Medidores de vazão de efeito Coriolis..... | 15 |
| Figura 8 – Representação de tubo sensor vibrante usado em medidor Coriolis..... | 16 |
| Figura 9 – Representação das forças do fluido relativas ao movimento do tubo | 17 |
| Figura 10 – Representação da deformação causada no tubo sensor vibrante..... | 17 |
| Figura 11 – Vista interna do sensor Coriolis | 18 |
| Figura 12 – Diagrama de blocos correspondente ao transmissor Coriolis | 18 |
| Figura 13 – Tipos de tubos sensor de medição por efeito Coriolis. | 19 |
| Figura 14 – Montagens típicas para o medidor de vazão de efeito Coriolis | 20 |
| Figura 15 – Esboço da unidade experimental..... | 21 |
| Figura 16 – Vista em elevação da unidade experimental. | 23 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 – Especificações técnicas típicas de medidores Coriolis | 19 |
|--|----|

RESUMO

A medição de vazão é um fator relevante no processo produtivo das empresas, pois possibilita o exercício de atividades de controle e medição de processos e a avaliação do desempenho de equipamentos. Ao longo das etapas de tratamento do fluido de perfuração, a limpeza do mesmo para ser retornado ao processo é de suma importância, sob ponto de vista ambiental e econômico. Os equipamentos utilizados para tal separação consistem em peneiras vibratórias, hidrociclones e centrifugas decantadoras. O enfoque desse trabalho se deu para as peneiras vibratórias, mais especificamente o medidor de vazão que alimenta tal peneira. Logo, como objetivo do trabalho, buscou-se estabelecer uma metodologia para a seleção e correto dimensionamento do medidor de vazão, assim, foi apresentado as propriedades do fluido trabalhado, classificação dos medidores com breves comentários acerca dos tipos mais comuns. Com isso, foi analisado todas as características da bancada experimental onde fica localizado o protótipo da peneira vibratória e consequentemente onde se localiza o medidor de vazão. Assim, pode-se concluir o melhor medidor para as especificações requeridas.

Palavras-chave: fluido de perfuração, peneira vibratória, medidor de vazão.

ABSTRACT

The measurement of flow is a relevant factor in the productive process of the companies, since it allows the exercise of activities of control and measurement of processes and the evaluation of the performance of equipment. Throughout the drilling fluid treatment steps, the cleaning of the same to be returned to the process is of paramount importance from an environmental and economic point of view. The equipments used for such separation consists of vibrating screens, hydrocyclones and decanter centrifuges. The focus of this work was for vibrating screens, more specifically the flow meter that feeds such a sieve. Therefore, the objective of this work was to establish a methodology for the selection and correct sizing of the flow meter, thus, the properties of the worked fluid were presented, and the meters were classified with brief comments about the most common types. With this, it was analyzed all the characteristics of the experimental bench where the prototype of the vibrating sieve is located and consequently where the flow meter is located. Thus, one can complete the best meter to the required specifications.

Keywords: drilling fluid, vibrating screen, flow meter.

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

O mercado petrolífero está envolvido por várias atividades industriais, que podem ser divididas em várias etapas. A identificação de uma área favorável à acumulação de petróleo é realizada através de uma prospecção geofísica que consegue indicar o local mais propício para a perfuração. Em seguida, inicia-se o processo de perfuração para atingir esse reservatório e fazer a retirada do petróleo.

Ocorre que, após a viabilidade econômica e de exploração de um poço de petróleo, há o início da perfuração do poço, que consiste em abrir o caminho pelo qual o petróleo escoará até a superfície. Nesta etapa é utilizado o fluido de perfuração, cujas principais funções são: conduzir os cascalhos até a superfície; manter a estabilidade mecânica do poço; resfriar a broca; transmitir força hidráulica até a mesma; manter os cascalhos em suspensão quando não há circulação; lubrificar a coluna de perfuração, entre outros (SILVA *et al.*, 2017).

Esse processo de perfuração é bastante complexo e, como todo processo industrial, tem-se uma crescente necessidade de reduzir custos, riscos operacionais e ambientais. Além do que, se não melhorar esse processo, futuramente, não será mais viável a extração de petróleo para geração de energia (JUNIOR, 2014).

Como consequência, profissionais de diversos campos e diferentes áreas vêm desenvolvendo processos capazes de melhorar a eficiência da separação sólido-líquido. Uma ferramenta útil foi o aperfeiçoamento de equipamentos já utilizados não apenas na exploração do petróleo, mas em áreas como a mineração e indústrias de carvão. A recuperação do fluido de perfuração é de suma importância na operação dos poços de petróleo dos pontos de vista econômico, ambiental e operacional. Isto porque a recuperação dos fragmentos e detritos gerados durante a perfuração permite o reaproveitamento do fluido, garante uma melhor eficiência na sua utilização durante o processo e evita o descarte do produto, o qual contém componentes químicos nocivos para o meio ambiente (DA MATTA *et al.*, 2015).

O método utilizado para perfurar um poço de petróleo é o método de perfuração rotativa que realizado por uma sonda. Durante o processo uma broca existente na extremidade da coluna de perfuração é pressionada sobre a rocha realizando um movimento de rotação ocasionando a sua perfuração. Os fragmentos da rocha, gerados a partir da perfuração são chamados de cascalhos e são removidos através de um fluido de perfuração. Esta mistura, composta por cascalho e fluido de perfuração, que retorna a superfície deve ser então submetida a processos de separação sólido-líquido afim de que o fluido recuperado possa ser injetado novamente no poço.

Sabe-se, hoje, que o bom projeto de um sistema de controle de sólidos é realizado através de vários tipos de equipamentos instalados em série que apresentam uma alta dependência com o seu antecessor. Isso é, para que um dado equipamento tenha eficiência adequada, o equipamento em série imediatamente anterior deve estar operando de acordo com sua capacidade, para que não haja sobrecarga no equipamento seguinte, reduzindo a eficiência global do sistema (PETROBRAS, 2008 apud PEREIRA, 2010).

Cada equipamento é responsável pela separação de uma determinada faixa de tamanho de partículas do cascalho. As peneiras vibratórias são a primeira barreira no processo de separação e por isso tem papel fundamental na eficiência do processo. Sendo assim o dimensionamento da quantidade alimentada a essa peneira tem relação direta a sua eficiência e da unidade de tratamento de fluido de perfuração.

Baseado neste contexto, este trabalho tem como objetivo o dimensionamento do medidor de vazão acoplado a peneira vibratória, a fim de estudar o comportamento das possíveis perturbações na alimentação à mesma e a otimização dos custos.

CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesse capítulo será apresentada uma revisão bibliográfica acerca dos fundamentos em volta da perfuração de poços de petróleo, os fluidos de perfuração, a unidade de tratamento de fluidos de perfuração.

2.1 – Fundamentação da perfuração de poços de petróleo

Com o passar do tempo, o petróleo se tornou uma grande fonte de energia. Atualmente, com a indústria petroquímica, o surgimento de uma gama de utilidades dos seus derivados, centenas de outros compostos são produzidos, tais como, plástico, tecidos sintéticos, produtos de limpeza, borrachas, detergentes, tintas, corantes, etc. A partir disso, pode-se observar que o petróleo se tornou imprescindível para a vida moderna, além do seu uso como combustível.

Petróleo (do latim *petra* = rocha e *oleum* = óleo) é o nome dado às misturas naturais de hidrocarboneto que podem ser encontradas no estado sólido, líquido ou gasoso, a depender das condições de pressão e temperatura a que estejam submetidas. O petróleo tanto pode aparecer em uma única fase como pode se apresentar em mais de uma fase no equilíbrio (ROSA *et al.*, 2006). Quando a mistura contém uma maior porcentagem de moléculas pequenas seu estado físico é líquido, nas condições normais de temperatura e pressão (THOMAS, 2001).

A descoberta de uma jazida de petróleo em uma nova área é uma tarefa que envolve um longo e dispendioso estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares (THOMAS, 2001). O processo de exploração de petróleo pode ser dividido em duas etapas principais: a primeira constituída de estudos geológicos e geofísicos, também conhecida como prospecção; e a segunda constituída pela perfuração, podendo ser de um ou mais poços, tanto para a exploração quanto para a melhoria da qualidade dos estudos. Em média, um programa de exploração leva cerca de oito anos para a realização de todas as etapas (ALMEIDA, 2002).

Na primeira etapa de um programa exploratório é realizado um estudo geológico. Neste estudo, são elaborados mapas de geologia de superfície com o apoio de fotogeologia e aerofotogrametria; é inferida a geologia de subsuperfície a partir dos mapas de superfície e dados de poços; além de se analisar as informações de caráter paleontológico (estudo dos fósseis) e geoquímico. Busca-se, assim, reconstituir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos na região a ser estudada (THOMAS, 2001).

A pesquisa de informações sobre as características do solo, a análise da probabilidade de presença de óleo e o volume estimado da reserva é o principal papel da geologia na prospecção do petróleo. Já a geofísica pode ser definida como o estudo das características das rochas e identificação das estruturas geológicas.

A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda, como mostra a Figura 1. Na perfuração rotativa as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Os fragmentos da rocha, conhecido na indústria do petróleo como cascalhos, são removidos continuamente através de um fluido de perfuração. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção, e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca é descida no poço. O anular entre os tubos do revestimento e as paredes do poço é cimentado com a finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo então o avanço da perfuração com segurança. Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente descida no poço, tendo na sua extremidade uma nova broca de diâmetro menor do que a do revestimento para o prosseguimento da perfuração (THOMAS, 2001).

Com a passagem do fluido de perfuração no poço, tem-se em seguida o processo de tratamento ou condicionamento desse fluido a ser realizado na superfície. A recuperação do fluido de perfuração é de suma importância nas operações de plataformas de perfuração de poços de petróleo, levando em conta o ponto de vista econômico e ambiental. O tratamento do fluido consiste basicamente na eliminação de partículas sólidas, o cascalho que se incorpora durante o período de perfuração do poço e, quando houver a necessidade, na adição de aditivos químicos para a readequação das propriedades do fluido para uma nova circulação no poço.

2.2 – Fluido de perfuração

Fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos líquidos, produtos químicos e, em casos raros, gases. A mistura destes componentes permite que o fluido se comporte como uma dispersão coloidal, uma suspensão ou uma emulsão, a depender somente dos componentes e das suas quantidades e estados físicos (THOMAS, 2004).

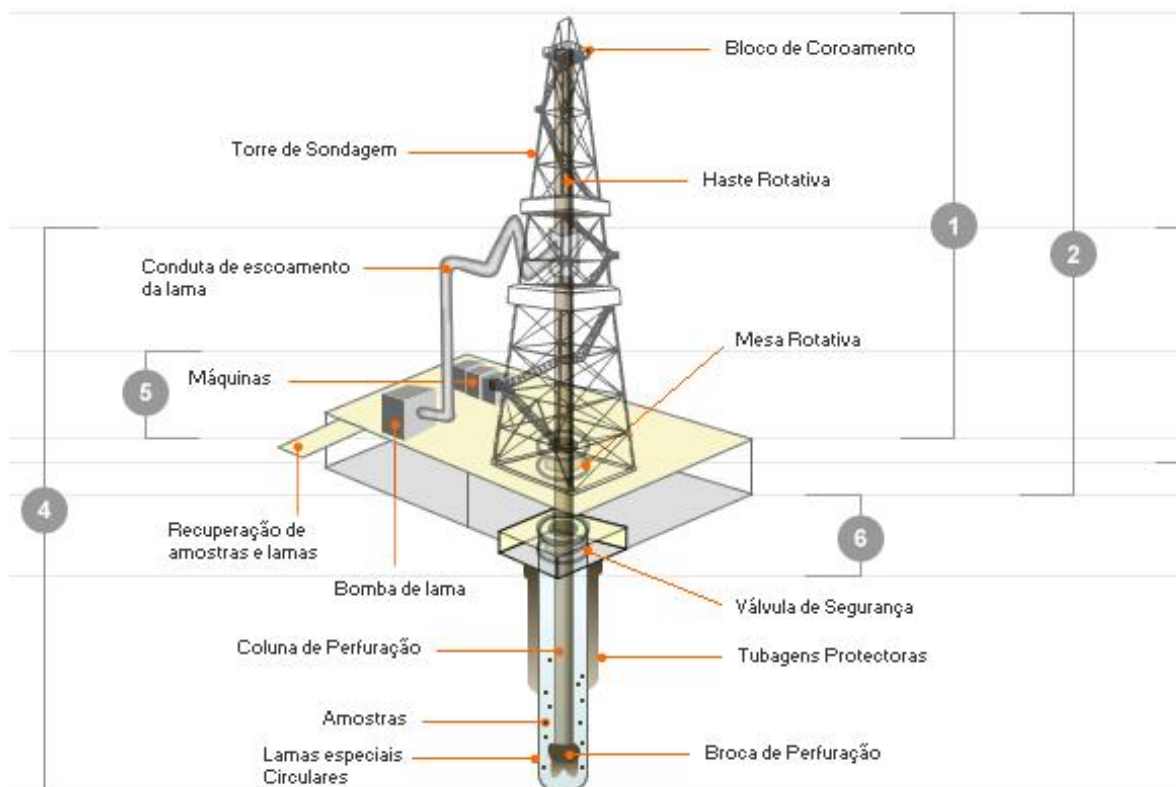


Figura 1: Representação simplificada de um poço de perfuração de petróleo (Fonte: Galp Energia, 2011)

Os fluidos de perfuração são os únicos componentes que estão em contato direto com o poço durante a operação de perfuração. O sistema de fluidos é programado de modo que atenda a todas as características de cada intervalo de formação (LAKE, 2006).

Esse fluido é circulado ou bombeado da superfície, descendo o poço através da broca e retornando à superfície através do espaço anular entre a parede do poço e a broca de perfuração, trazendo consigo os cascalhos cortados pela broca (ASME, 2005). Suas principais finalidades são: carrear os fragmentos das rochas perfuradas até a superfície; manter esses fragmentos em suspensão quando não há circulação de fluido no poço; resfriar e lubrificar a broca e a coluna de perfuração; sustentar hidraulicamente e mecanicamente as paredes do poço; transmitir força hidráulica até a broca; e conter os fluidos (óleo, gás ou água) no reservatório (SOUZA; LIMA, 2002). Na Figura 2 é mostrado o aspecto de um fluido de perfuração.



Figura 2 –Fluido de perfuração (Fonte: LOBATO, 2011)

O fluido de perfuração, também chamado de lama de perfuração é o elemento vital no controle do poço perfurado. Durante todo o processo, um sistema incluindo tanques de armazenamento de fluidos de alta capacidade, bombas de lama de alta vazão, coluna de perfuração e broca, sistemas de limpeza de fluidos entre outros, atuam em um circuito contínuo na intenção de manter a integridade das formações geológicas atravessadas, a segurança do pessoal de perfuração e a integridade do meio ambiente (GUERREIRO, 2012).

2.2.1 – Características do fluido de perfuração

Os fluidos de perfuração têm várias características e finalidades que estão ligados intrinsecamente a sua eficiência. Portanto, um fluido de perfuração além de ter de realizar suas funções primordiais, que são a suspensão, o controle de pressão, a estabilização das formações, apresentar capacidade de flutuação e de resfriamento da broca (DUARTE, 2004)

Sendo assim, um fluido de perfuração deve ser estável quimicamente, facilitar a separação dos cascalhos na superfície, ser inerte (não reagir) com as rochas produtoras, ser capaz de receber tratamento físico e/ou químico, ser passível de bombeamento, e ainda deve apresentar baixo grau de corrosão e abrasão em relação à coluna de perfuração e a outros equipamentos desta, além de não ser agressivo ao meio ambiente (THOMAS, 2004).

O fluido de perfuração é classificado de acordo com sua composição. Embora ocorram divergências, o critério se baseia no principal constituinte da fase contínua. Assim, os fluidos são classificados em fluido de base aquosa e fluido de base não aquosa. Há ainda fluidos à base de ar ou gás, mas são pouco utilizados (THOMAS, 2001).

2.2.2 – Propriedades do fluido de perfuração

A determinação das propriedades dos fluidos de perfuração é de fundamental importância no acompanhamento do fluido durante sua aplicação no poço, para definição de tratamento através de teste-piloto, e em trabalho de pesquisa e desenvolvimento de novas formulações, tanto em sondas como em laboratórios de pesquisa (PETROBRÁS, 1991).

As propriedades de controle dos fluidos podem ser físicas ou químicas. As propriedades físicas são mais genéricas e são medidas em qualquer tipo de fluido, enquanto que as químicas são mais específicas e são determinadas para distinguir certos tipos de fluidos. As propriedades físicas mais importantes e frequentemente medidas nas sondas são a densidade, os parâmetros reológicos, as forças géis (inicial e final), os parâmetros de filtração e o teor de sólidos. As propriedades químicas determinadas com maior frequência nos laboratórios das sondas são o pH, os teores de cloreto e de bentonita e a alcalinidade (CAENN *et al.*, 2014).

2.2.2.1 – Densidade

A densidade é a propriedade do fluido que atua diretamente na estabilidade mecânica do poço. Esta densidade deve ser programada de modo que a pressão hidrostática exercida pelo fluido fique no centro da janela operacional do poço, ou seja, deve ser superior à pressão de poros, impedindo influxos indesejáveis da formação em direção ao poço, e inferior à pressão de fratura, pressão máxima que a formação suporta antes de fraturar ocasionando perda de circulação e seus consequentes danos à operação (GONÇALVES, 2013).

Quando se está perfurando um poço, em operações de campo, a densidade é uma das propriedades monitoradas frequentemente e em alguns instantes necessita-se o aumento desta propriedade para estabilizar alguns tipos de formação.

2.2.2.2 – Parâmetros reológicos

As propriedades reológicas de um fluido de perfuração são aquelas propriedades que descrevem as características de fluxo de um fluido sob várias circunstâncias de deformação. Em um sistema de circulação de fluido, o fluxo ocorre em uma variedade de taxas nas canalizações de tamanhos e de formas diferentes. No interesse de saber ou prever os efeitos deste fluxo é preciso saber o comportamento reológico de fluido nos vários pontos de interesse no sistema de circulação (ANNIS e SMITH, 1996).

Um rigoroso controle das propriedades reológicas é de vital importância para um bom andamento da operação, pois o mesmo tem como principal função a remoção dos cascalhos perfurados. Assim caso os parâmetros reológicos estejam deficientes a perfuração será diretamente atingida, já que

a deficiência da remoção destes cascalhos influencia na taxa de penetração. No campo, as propriedades reológicas de interesse para o desenvolvimento de um fluido de perfuração são: viscosidade aparente, viscosidade plástica, limite de escoamento (ponto onde começa o fenômeno de escoamento) e força gel.

2.2.2.3 – Parâmetros de filtração

A capacidade do fluido de perfuração em formar uma camada de partículas sólidas úmidas, denominada de reboco, sobre as rochas permeáveis expostas pela broca é de fundamental importância para o sucesso da perfuração e da completação do poço. Para formar o reboco, deve haver o influxo da fase líquida do fluido do poço para a formação. Este processo é conhecido como filtração. É essencial que o fluido tenha uma fração razoável de partículas com dimensões ligeiramente menores que as dimensões dos poros das rochas expostas. Quando existem partículas sólidas com dimensões adequadas, a obstrução dos poros é rápida e somente a fase líquida do fluido, o filtrado, invade a rocha. O filtrado e a espessura do reboco são dois parâmetros medidos rotineiramente para definir o comportamento do fluido quanto à filtração (THOMAS, 2001).

A invasão de filtrado na formação pode causar um número de dificuldades em analisar o poço. Se a invasão do filtrado é grande, pode transportar todos os líquidos do poço para a formação antes que este seja recuperado. O filtrado pode, também, reagir quimicamente com a argila dos poros da formação ou com espécies químicas dos fluidos das formações e mudar as características de permeabilidade do poço (AMOCO, 2015).

Os elevados valores de volume de filtrado indicam invasão excessiva de filtrado nas formações geológicas. Como consequência pode ocorrer diversos problemas: desmoronamento de formações hidratáveis, avaliações equivocadas da formação de rebocos muito espessos. Além disto, filtrados elevados contribuem fortemente para o processo de prisão diferencial da coluna de perfuração (FARIAS, 2005).

2.2.2.4 – Teor de sólidos

O teor de sólidos, cujo valor deve ser mantido no mínimo possível, é uma propriedade que deve ser controlada com rigor porque o seu aumento implica no aumento de várias outras propriedades, tais como densidade, viscosidade e forças géis, além de aumentar a probabilidade de ocorrência de problemas como desgaste dos equipamentos de circulação, fratura das formações devido à elevação das pressões de bombeio ou hidrostática, prisão da coluna e redução da taxa de penetração (CAENN *et al.*, 2014).

O tratamento do fluido para reduzir o teor de sólidos pode ser preventivo ou corretivo. O tratamento preventivo consiste em inibir o fluido, física ou quimicamente, evitando-se a dispersão dos sólidos perfurados. No método corretivo pode-se fazer uso de equipamentos extratores de sólidos, tais como tanques de decantação, peneiras, hidrociclones e centrifugadores, ou diluir o fluido (THOMAS, 2001).

2.3 – Parâmetros que afetam a adsorção

O objetivo principal dos sistemas modernos de controle de sólidos é a redução global de custo, removendo de forma eficiente os sólidos perfurados e minimizando a perda de fluido aderido a estes. Deve-se ter sempre em mente que o principal propósito do controle de sólidos é a remoção de sólidos perfurados e o resultado final é a redução de custo de fluido de perfuração e de disposição de resíduos (PETROBRAS, 2011).

A Figura 3 mostra um sistema típico de controle de sólidos, composto por peneira vibratória, desareiator, dessiltador, *mud cleaner* e centrífugas.

Para alcançar o objetivo do sistema de tratamento cada equipamento removerá uma parte dos sólidos. Cada um dos equipamentos é projetado para separar partículas de uma determinada faixa de tamanho de sólido. Destaca-se que o ótimo funcionamento de um equipamento vai depender do seu projeto, instalação, operação e manutenção.

O bom projeto de um sistema de separação de sólidos prevê a instalação de vários tipos de equipamentos em série. É de suma importância observar que cada estágio de processamento possui um alto grau de dependência com o seu predecessor, ou seja, para que um dado equipamento tenha uma eficiência adequada, o equipamento em série imediatamente antes deve estar operando de acordo com a sua capacidade. Caso contrário, haverá uma sobrecarga e haverá propagação desta para o equipamento seguinte e assim por diante, ocasionando uma perda de eficiência global do sistema (GUERREIRO, 2012).

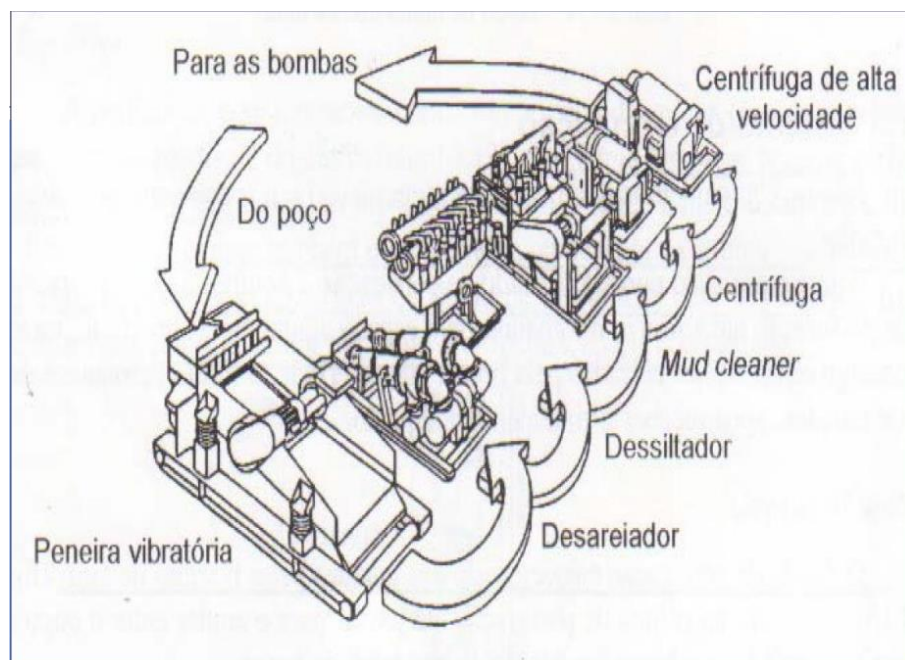


Figura 3 – Representação simplificada de sistema de controle de sólidos (Fonte: THOMAS, 2001)

Sendo a primeira barreira no controle de sólidos, o desempenho das peneiras vibratórias afeta drasticamente a eficiência dos demais equipamentos subsequentes. Um dos principais objetivos no controle de sólidos é remover a maior quantidade de partículas grandes na primeira vez que esses sólidos são bombeados para o exterior do poço. Logo, o entendimento de como a peneira funciona e como é possível otimizá-la torna-se essencial.

2.3.1 – Peneira Vibratória

O objetivo de se fazer vibrar a tela de uma peneira é promover a movimentação das partículas sólidas liberando a área sobre a tela, levando a rápida separação do fluido e dos sólidos. Para aumentar a eficiência na separação, os sólidos sobre a superfície da tela devem permanecer por um tempo mínimo. Este tempo está relacionado com a inclinação e o tipo de vibração (PEREIRA, 2013). Alguns dispositivos usam movimento oscilatório elíptico, circular ou linear.

A peneira vibratória pode ser usada em todas as aplicações de perfuração em que o líquido, sendo a base de água ou óleo, é usado como fluido de perfuração. A seleção da tela é controlada pela taxa de circulação, design do agitador, propriedades do poço e propriedades do próprio fluido de perfuração. As peneiras evoluíram nos últimos anos, de equipamentos menores e mais simples, capazes de processar apenas sólidos mais grosseiros, para concepções bem mais modernas instaladas em diversos segmentos da indústria (SILVA *et al.*, 2017). A Figura 4 mostra um esquema simplificado de uma peneira vibratória. Sabe-se que a medida que o volume do sólido reduz, e, conseqüentemente, sua

área superficial, aumenta-se o volume da camada líquida impregnada no sólido. Logo, aberturas moderadas da tela da peneira provocam um maior retorno de fluido de perfuração do que aberturas muito pequenas (PEREIRA, 2013).

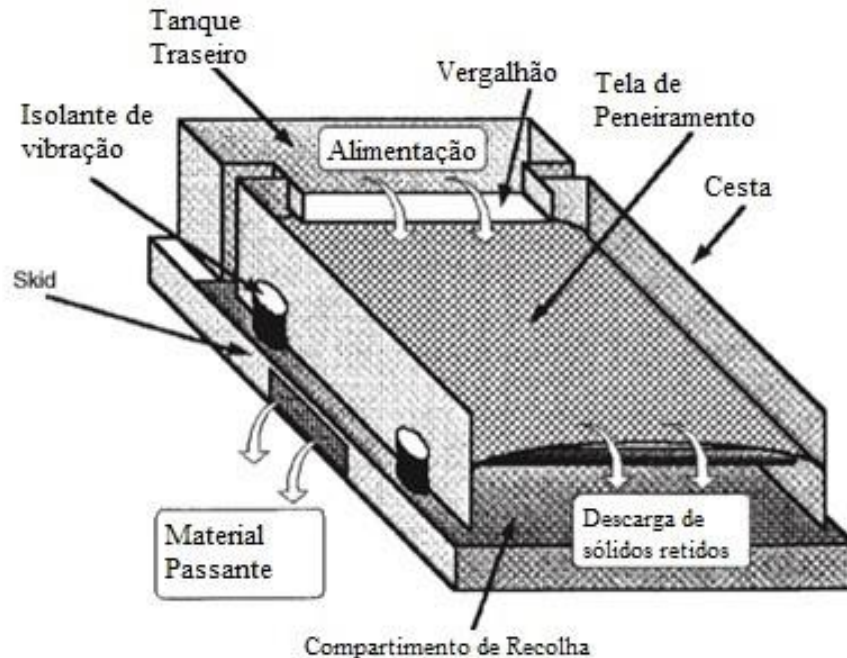


Figura 4 – Representação simplificada de peneira vibratória (Fonte: ASME, 2005)

O objetivo principal é remover o máximo possível de sólidos perfurados sem remover quantidades excessivas de líquido de perfuração, o que requer grande cuidado visto que o fluido fica impregnado nos sólidos. Isso exige que os cascalhos fiquem retidos na tela enquanto a maior parte do fluido de perfuração é separada e removida. Parar uma peneira vibratória é a maneira mais simples de remover a maior quantidade de cascalhos. Entretanto, isso também removerá a maior parte do fluido de perfuração sem que o mesmo seja reaproveitado (ASME, 2005).

Remover os fragmentos e cascalhos gerados durante a perfuração de poços de petróleo continua sendo uma das principais funções dos fluidos de perfuração, e um dos maiores desafios é relacionar as diversas variáveis que afetam o processo com o teor de umidade impregnado no cascalho na corrente de saída, ou mesmo a eficiência de separação de uma peneira vibratória.

2.4 – Medidores de vazão

A medição de vazão é um fator relevante no processo produtivo das empresas, pois possibilita o exercício de atividades de controle e medição de processos e a avaliação do desempenho de equipamentos. O processo de seleção de um medidor de vazão deve-se levar em conta considerações das variáveis que influenciam na escolha, tais fatores são

- Desempenho que leva em conta exatidão, repetitividade, reprodutibilidade, linearidade, faixa de vazão abrangida, perda de carga, características do sinal de saída, tempo de resposta e necessidade de vazão instantânea ou de totalização;
- Efeitos das propriedades dos fluidos que tem como considerações a temperatura, pressão, densidade, viscosidade, capacidade de lubrificação, propriedades químicas, tensão superficial, compressibilidade, abrasividade e a presença de gases ou componentes;
- Considerações sobre a instalação como a orientação direção do escoamento, trechos retos necessários a montante e a jusante, dimensões da tubulação, localização de válvulas, conexões elétricas, necessidades de acessórios, proximidade das fontes de potência e efeitos de pulsações;
- Efeitos ambientais leva como observações os efeitos da temperatura ambiente, efeitos de umidade, fatores de segurança, condicionamento e transmissão dos sinais, efeitos de pressão, atmosfera, interferência elétrica;
- Fatores econômicos como preço de compra, custo de instalação, custo de operação, custo de manutenção, custo de calibração, vida útil, sobressalentes e obsolescência, aspectos de confiabilidade e perdas de carga e aumento de potência associada necessária.

Os medidores de vazão podem ser classificados segundo várias concepções, sendo a mais abrangente aquela utilizada na norma da ABNT “Medidores de Vazão de Fluidos – Classificação”, como apresentado na Figura 5.

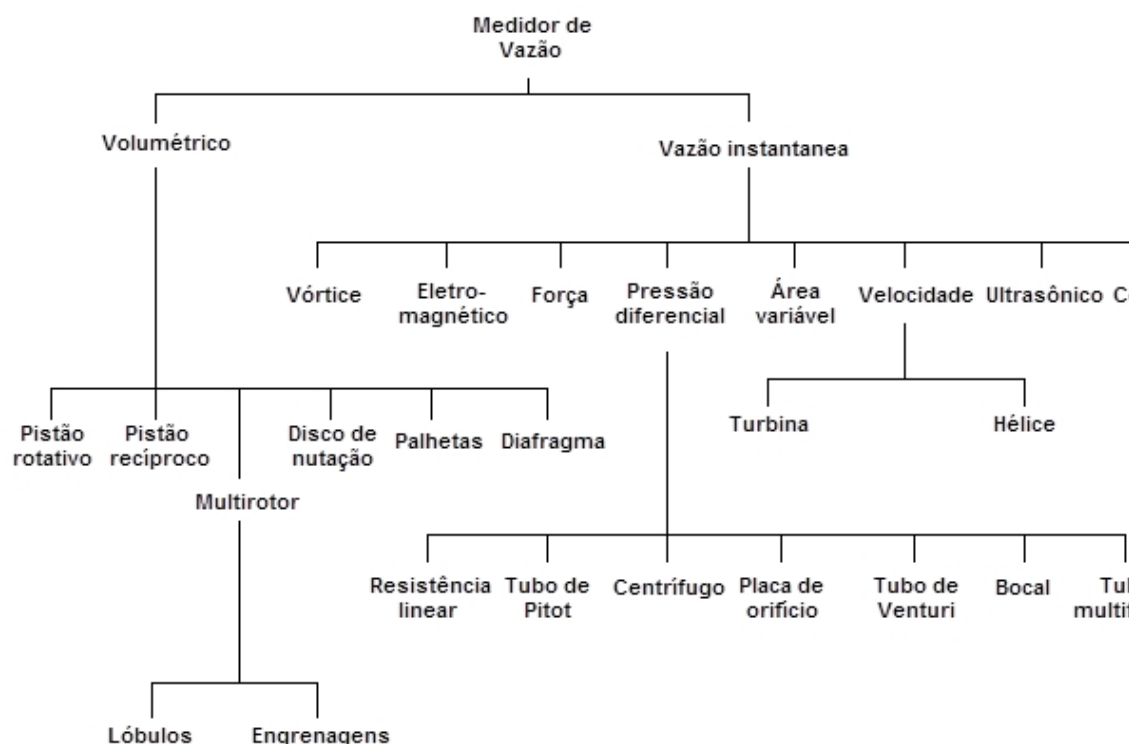


Figura 5 – Classificação dos medidores de vazão (OMEL, 2018)

Dentre os medidores de vazão instantânea aqueles que operam com base na variação de pressão diferencial são os seguintes: i)- placa de orifício; ii)- tubo de Venturi; iii)- Bocal; iv)- tubo de Dall e v)- tubo de Pitot multifuros (DELMEE, 2013). O princípio de funcionamento desta classe de medidores baseia-se na queda de pressão produzida pelo medidor durante o escoamento do fluido através do medidor.

O medidor mais representativo desta família é a placa de orifício, que produz uma queda de pressão que varia com quadrado da vazão volumétrica do fluido. No dimensionamento da placa de orifício vários fatores devem ser considerados e os cálculos relacionados são usualmente feitos por interações sucessivas, envolvendo a vazão máxima, a pressão diferencial suportada do elemento secundário e o valor do coeficiente de descarga (DELMEE, 2013).

Uma das principais desvantagens dos medidores de vazão que operam com base na variação de pressão diferencial é a necessidade de existência de trechos retos longos de tubulação à montante e à jusante do mesmo. No caso do processo em estudo, esta limitação é muito restritiva devido ao fato da instalação ser bastante compacta não existindo, portanto, possibilidade de trechos retos longos. Outro ponto negativo reside no fato de alguns destes medidores provocarem a retenção de parte do fluido em escoamento, implicando no acúmulo de material particulado a montante do mesmo. Este fato acarretaria erros de medição (DELMEE, 2013).

Considerando o fato de que o fluido usado na bancada experimental será composto por água e areia, alguns dos medidores citados na Figura 5 são totalmente inadequados para a aplicação, a saber:

i)- o medidor tipo turbina e ii)- o medidor tipo vórtice. A principal limitação reside no fato dos mesmos apresentarem características construtivas mais delicadas que tenderiam a provocar o desgaste prematuro do medidor (DELMEE, 2013).

O medidor de vazão eletromagnético é utilizado quando o líquido a ser medido a vazão é condutor de eletricidade, tais como, fluidos de processos químicos, de fabricação de celulose, a água.

Dentre os medidores de vazão instantânea aqueles que operam com base na área variável seriam uma alternativa interessante para uso na bancada experimental. O mais importante deles é o rotâmetro. Foi muito utilizado em passado recente por causa do seu baixo custo de aquisição e de instalação e da sua simplicidade de operação.

O medidor consiste de um tubo cônico equipado com um dispositivo flutuador cuja posição é definida em função do valor da vazão do fluido de processo. Como o tubo é cônico, as diferentes posições implicam em diferentes áreas de passagem do fluido. Os rotâmetros estão disponíveis no mercado para tubulações de diâmetro até 3 polegadas e podem ser utilizados para medir vazões compreendidas entre 0,05 e 200 gpm de líquidos com viscosidade inferior a 30 cP (DELMEE, 2013).

Existem rotâmetros com tudo metálico especialmente projetados para aplicações que envolvam o escoamento de fluidos para os quais o emprego de rotâmetro com tudo de vidro não é possível em virtude de pressões elevadas ou de fluidos opacos. Nestes equipamentos a posição do flutuador é detectada a partir de um sinal eletrônico produzido por um sistema de bobina e solenoide. Na Figura 6 são apresentadas imagens típicas de rotâmetros.

Medidores por força de Coriolis consiste no fundamento de que quando um tubo por onde o fluido escoa é colocado em oscilação, existe uma certa aceleração complementar, chamada de Coriolis. Os tubos vibratórios desse medidor incluem vários tipos como o U, o trombone e entre outras. Os tubos vibram em uma frequência de ressonância em torno de 80 Hz e o efeito do componente de aceleração de Coriolis provoca uma defasagem entre o movimento dos braços do tubo, defasagem essa que é sentida por detectores de movimento de alta precisão e eletronicamente transformada em medida de vazão.

Os medidores de efeito Coriolis tem como principal vantagem a medição direta da vazão mássica dos fluidos, independente se existe a presença de partículas sólidas em presença de líquido. Outro importante fator é a possibilidade de simultaneamente ser medido a massa específica do produto, sua temperatura, além da vazão que pode ser mássica ou volumétrica.



Figura 6 – Rotâmetros industriais (OMEL, 2018)

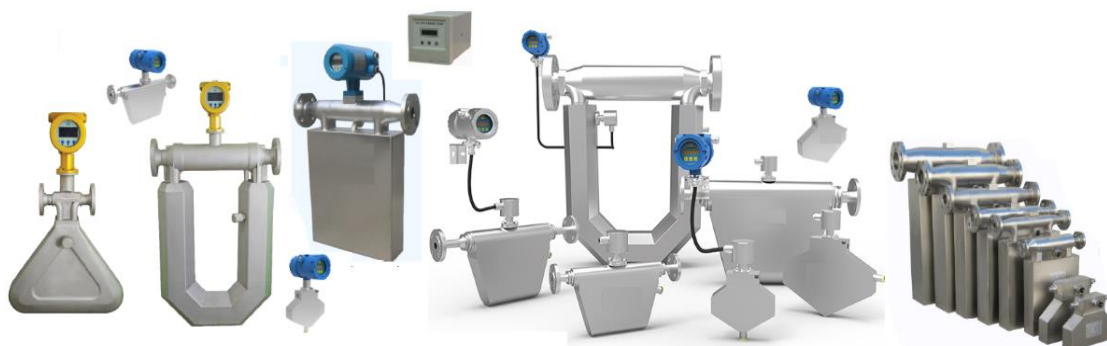


Figura 7 – Medidores de efeito Coriolis (SMARTINS & PIRES LTDA -internet)

CAPÍTULO 3 – ESPECIFICAÇÃO E DIMENSIONAMENTO DO MEDIDOR DE VAZÃO ESCOLHIDO

O medidor de vazão Coriolis que mede por meio da oscilação de um tubo interno ao medidor por meio da aplicação o princípio de Coriolis que é uma técnica direta ou dinâmica que gera um sinal proporcional a vazão mássica, e praticamente independente das propriedades do material, tais como condutividade, pressão, viscosidade ou temperatura e ainda pode ser utilizada para determinar a densidade do produto circulante.

Resumidamente, um medidor Coriolis possui dois componentes principais: tubos de sensores de medição e transmissor. Os tubos de medição são submetidos a uma oscilação e ficam vibrando na sua própria frequência natural à baixa amplitude, quase imperceptível a olho nu. Na Figura 8 é apresentada a representação deste tubo.

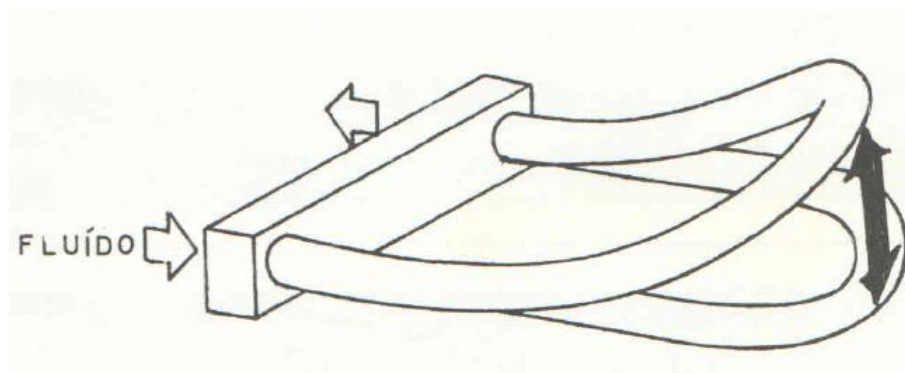


Figura 8 – Representação de tubo sensor vibrante usado em medidor Coriolis (MAGALHÃES, 1991)

Quando um fluido qualquer é introduzido no tubo em vibração, o efeito Coriolis se manifesta, causando uma deformação, isto é, uma torção no tubo sensor a qual é captada por meio de sensores magnéticos que geram um sinal elétrico de tensão na forma de ondas senoidais, como mostrado nas Figuras 9 e 10. Um elemento sensor de temperatura do tipo RTD é montado na base dos tubos e permite a monitoração da temperatura de escoamento. Esta permite compensar as variações das deformações elásticas sofridas com a oscilação da temperatura. Na Figura 11 é apresentada uma vista interna do sensor Coriolis.

O transmissor é formado por um circuito eletrônico que gera o sinal elétrico usado para a excitação dos tubos sensores do medidor, gera o sinal de saída a ser transmitido remotamente e, também, é responsável pela alimentação elétrica do medidor. O sinal de saída pode ser gerado em uma das seguintes categorias: *i*)- saída analógica em corrente contínua de 4 a 20 mAcc; *ii*)- saída em

frequência (0 a 10 kHz) e *iii*)- saída digital do tipo RS 232 ou RS 485. Estes sinais de saída podem ser enviados para instrumentos receptores de sinal que são utilizados para o controle de operações em bateladas e que podem indicar o valor instantâneo da vazão, assim como o valor do volume acumulado (“vazão totalizada”). Os sinais de saída podem, também, ser enviados para PLCs, SDCDs, etc. Na Figura 12 é apresentado o diagrama de blocos correspondente ao transmissor em estudo.

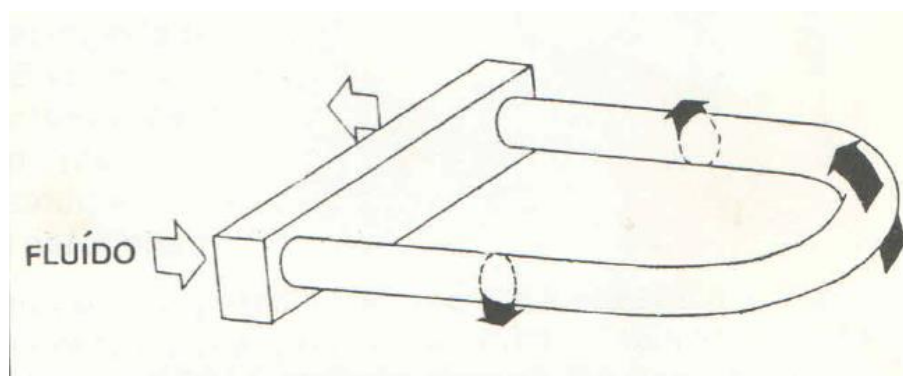


Figura 9 – Representação das forças do fluido relativas ao movimento do tubo (MAGALHÃES, 1991)

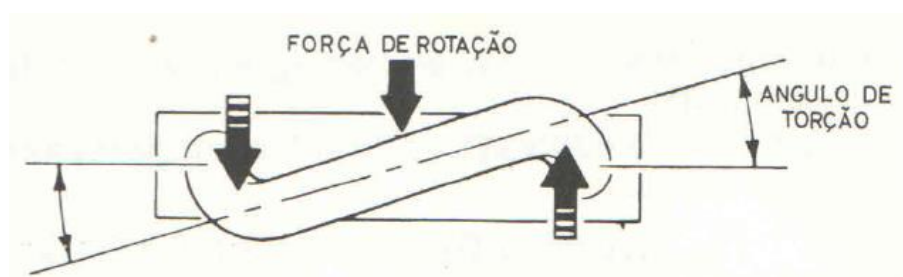


Figura 10 – Deformação causada no tubo sensor vibrante (MAGALHÃES, 1991)

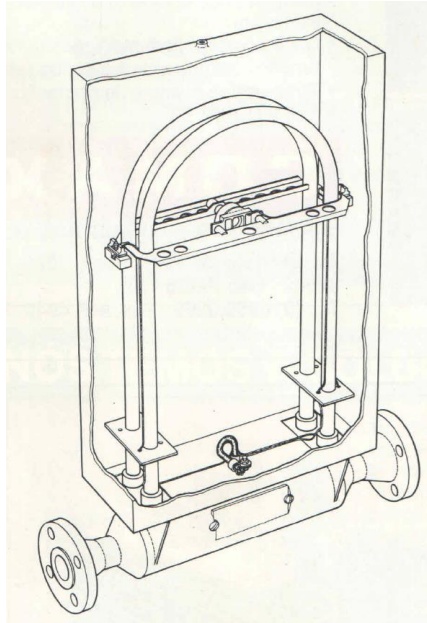


Figura 11 – Vista interna do sensor Coriolis (MAGALHÃES, 1991)

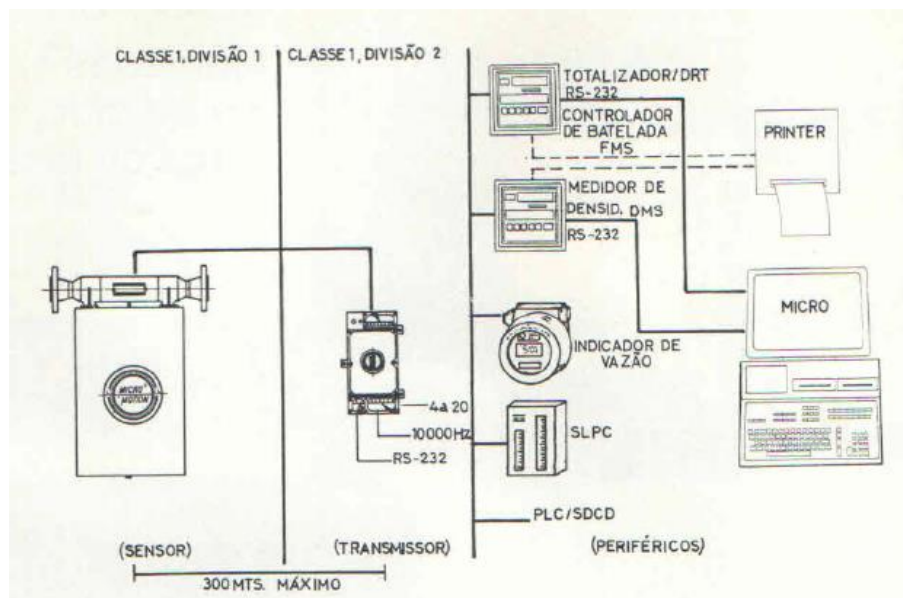


Figura 12 – Diagrama de blocos correspondente ao transmissor Coriolis (MAGALHÃES, 1991)

Cada fabricante de medidor de vazão Coriolis possui um formato típico e patenteado de tubo sensor de medição, sendo que cada tipo apresenta as suas próprias características de desempenho, precisão, perda de carga e repetibilidade. Alguns dos formatos são apresentados na Figura 13.

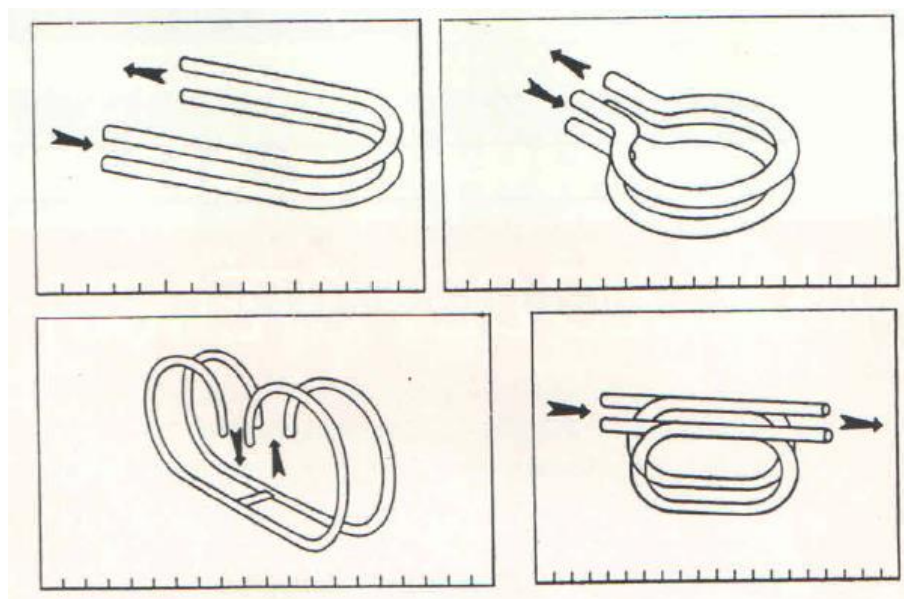


Figura 13 – Tipos de tubos sensor de medição por efeito Coriolis (MAGALHÃES, 1991)

Basicamente, o conjunto formado pelos tubos sensores e pelo transmissor apresentam as especificações técnicas citadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Especificações técnicas típicas de medidores Coriolis

| | |
|-----------------------------------|-------------------------------|
| Precisão aproximada: | 0,2% |
| Diâmetro das conexões do medidor: | 1/16 polegas até 6 polegadas |
| Faixas de medição: | 0,05 kg/min até 11.000 kg/min |
| Pressão máxima de operação: | 200 bar |
| Repetibilidade: | 0,1% |
| Temperatura de operação: | -240 °C a + 204 °C |
| Rangeabilidade: | Min = 10/1; Máx = 100/1 |

O medidor de vazão do tipo Coriolis não exige cuidados especiais de montagem, não tendo restrições de trechos retos mínimos à montante e à jusante. É recomendado que o medidor esteja sempre preenchido com o fluido. Na Figura 14 são mostradas montagens típicas para este tipo de medidor de vazão.

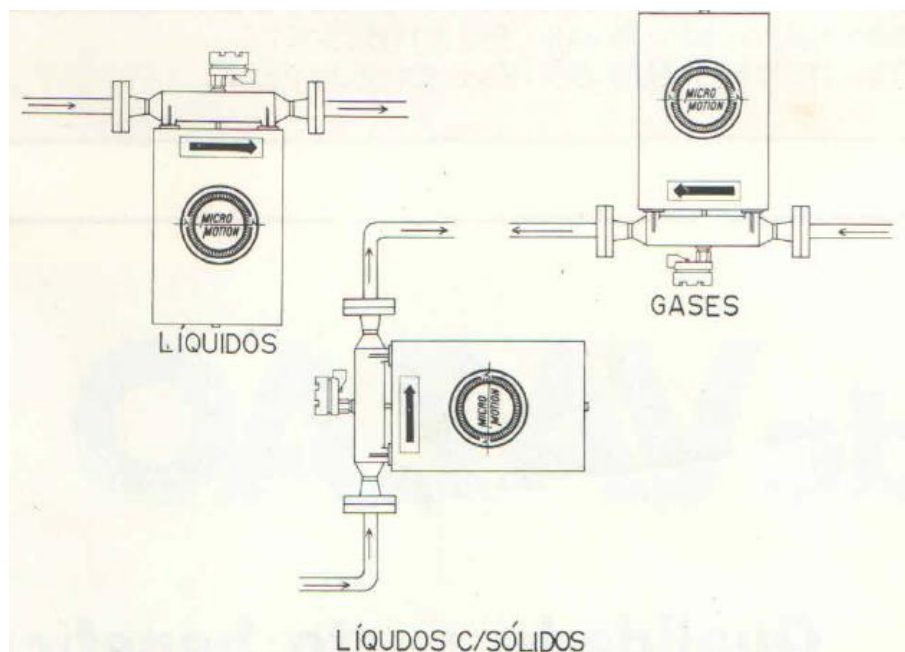


Figura 14 – Montagens típicas para o medidor de vazão Coriolis (MAGALHÃES, 1991)

Atualmente já se fabricam medidores que utilizam outros materiais de construção, tais como: aço inoxidável 316, hasteloy e tântalo. Também estão disponíveis no mercado modelos que atendem ao padrão sanitário exigido pela indústria alimentícia.

A seleção destes medidores obedece a vários critérios, a saber:

- a) **Diâmetro da linha:** o medidor deveria ser de diâmetro menor ou igual ao da linha;
- b) **Materiais:** seguir a recomendação do fabricante, lembrando que a corrosão é o principal redutor da vida útil e que a fadiga associada à corrosão se manifesta com muito mais intensidade nos tubos que já estão submetidos a esforços cíclicos constantes;
- c) **Viscosidade:** apesar de não haver limitações a fluidos altamente viscosos, a perda de carga causada por esta classe de fluidos pode afetar o desempenho correto do medidor.

Para a especificação correta de medidor de vazão do tipo Coriolis são requeridas as seguintes informações: *i*)- valores de vazão mínima e máxima; *ii*)- viscosidade do fluido de processo; *iii*)- temperatura do fluido de processo; *iv*)- temperatura ambiente; *v*)- densidade do fluido de processo e *vi*)- diâmetro da tubulação de processo (DELMEE, 2013).

CAPÍTULO 4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES

No presente capítulo, é mostrado o esboço da facilidade experimental onde será instalado o medidor de vazão por efeito Coriolis, por meio da Figura 15, assim como os valores das variáveis usadas na equação de projeto.

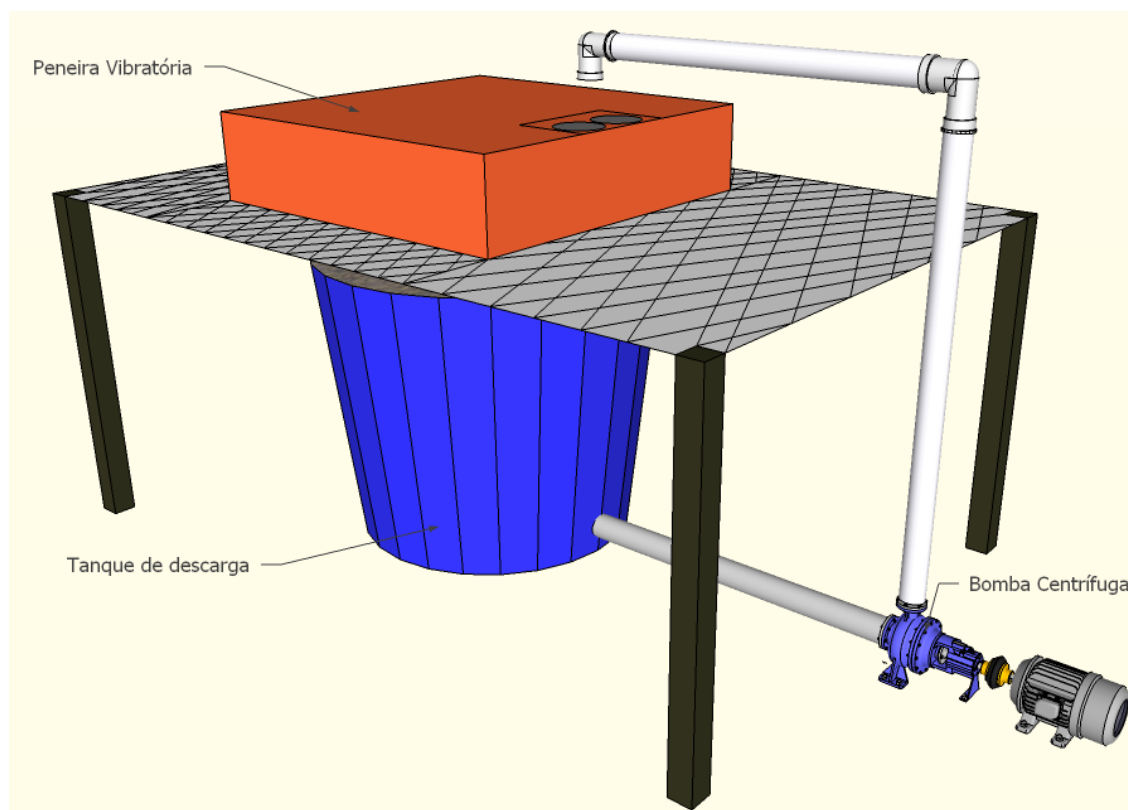


Figura 15 – Esboço da facilidade experimental (GUERREIRO, 2012)

Há também:

- a) O levantamento das dimensões da peneira vibratória para montagem da unidade;
- b) A escolha do tanque de descarga e das vazões de saída da peneira vibratória;
- c) A estimativa da área da planta da facilidade experimental, com base nas dimensões da peneira;
- d) A especificação dos acidentes e acessórios pertencentes ao sistema, e
- e) A determinação dos trechos retos da tubulação (L_{reto}), que depende dos itens anteriores.

Para especificar a densidade, a vazão volumétrica de operação e a viscosidade do fluido de processo em estudo foram utilizadas informações retiradas do Relatório Preliminar de Avaliação das

Propriedades Reológicas do Fluido de Perfuração de Poços de Petróleo, realizado pela Faculdade de Engenharia Química.

Para a densidade, foi assumido o valor de 10,2 ppg (*pounds per gallon*) ou 1.222,23 kg/m³ no seu máximo.

Para a viscosidade, apesar de o fluido de perfuração ser um fluido de Bingham, foi adotado o valor máximo de 35 cP ou 0,035 Pa.s, o qual será usado para representar a viscosidade dinâmica, já que um fluido de Bingham possui viscosidade constante depois de ultrapassar uma determinada tensão limite de escoamento.

Para fins de cálculo no estado estacionário foi adotado o valor da vazão constante e igual a 800 gpm (galão por minuto) ou 0,05 m³/s.

É importante ressaltar que estes valores de propriedades físicas foram medidos à temperatura ambiente. O valor da aceleração da gravidade local g de Uberlândia - MG vale 9,81 m/s².

As demais variáveis a serem especificadas, com exceção do diâmetro interno das tubulações, dependem da configuração espacial da unidade. Então agora serão especificados os equipamentos que compõem a unidade. O diâmetro nominal das tubulações foi calculado por Guerreiro (2012), sendo igual a 3 polegadas. A tubulação foi construída com espessura correspondente a schedule 40.

Como mencionado anteriormente, as dimensões da peneira vibratória são importantes e são fornecidas no catálogo da peneira a ser instalada, Mongoose Pro Shaker, a saber: 3 metros de comprimento, 1,75 metros de largura, 1,33 metros de altura e 1500 kg de peso bruto.

O tanque de descarga do fluido passante da peneira foi construído em aço carbono e possui capacidade para 15.000 litros. O diâmetro do tanque é de aproximadamente 3 metros e a altura igual a 2,5 metros. Na Figura 16 é apresentada uma representação esquemática da vista em elevação do tanque.

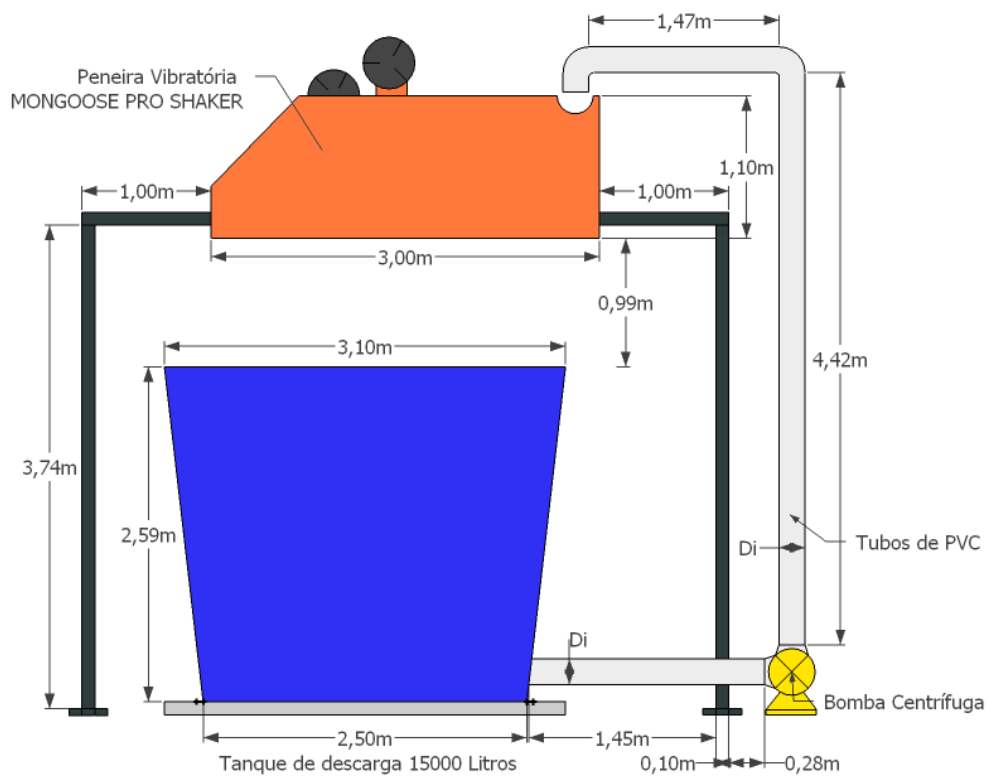


Figura 16 – Vista em elevação da facilidade experimental (GUERREIRO, 2012)

CAPÍTULO 5 - CONCLUSÕES

O objetivo definido no trabalho foi alcançado, tendo sido encontradas as informações importantes para o correto dimensionamento do medidor de vazão acoplado a peneira vibratória, a fim de estudar o comportamento das possíveis perturbações na alimentação à mesma e a otimização dos custos.

O medidor considerado foi o medidor de vazão por efeito Coriolis e as informações requeridas para a correta especificação do mesmo foram apresentadas no corpo da monografia.

O medidor de vazão terá o diâmetro de acoplamento à tubulação correspondente a 3 polegadas, sendo o parâmetro de seleção perda de carga apresentada pelo medidor fornecido pelo fabricante do medidor a ser escolhido. O medidor pode ser montado no trecho vertical da tubulação sem maiores problemas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, E. L. F. D. **Dinâmica Tecnológica das Indústrias Energéticas**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2002.

ALVES, N. C. C. **Recuperação de fluido de perfuração não aquoso utilizando sistemas microemulsinados**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte – Dissertação de Mestrado em Engenharia Química. Natal, MG, 2016.

American Society Mechanical Engineers (ASME) Shale Shaker Committee. **Drilling Fluid Processing Handbook**. Elsevier, 2005.

AMOCO PRODUCTION COMPANY. **Drilling Fluids Manual**. Disponível em: <www.4shared.com>.

ANNIS R. M.; SMITH V. M. **Drilling Fluids Technology**. Revised Edition Exxon Company U.S.A., 1996.

CAENN, R; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. **Fluidos de Perfuração e Completação**, Elsevier, 2014.

CHRISTOV, J.; RIBEIRO, M. A.; DELMÉE, G. **Instrumentos para medição de vazão**. Instec, 1991.

DA COSTA, J. C. M. **Estudo de fluidos de perfuração não aquosos: proposta de uma metodologia para caracterização**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte – Projeto de Graduação em Engenharia Química. Natal, RN, 2015.

DA MATTA, E. N.; ASSIS, W. de O.; GOMES, M. M.; BARBOSA, V. P.; GEDRAITE, R.; ATAÍDE, C. H. **Contribuição para o melhor aproveitamento de fluido de perfuração de poços de petróleo – uma abordagem utilizando processamento de imagem**. In: Anais do XXXVII Congresso Brasileiro de Sistemas Particulados (ENEMP – 2015). 18 a 21 de outubro de 2015, São Carlos, SP.

DUARTE, R. G. **Avaliação da Interação Folhelho - Fluido de Perfuração para Estudos de Estabilidade de Poços**. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – Dissertação de Mestrado em Engenharia Civil. Rio de Janeiro, RJ, 2004.

FARIAS, K. V. **Influência de umectante aniônico na reologia e espessura do reboco de fluidos hidroargilosos**. Universidade Federal da Paraíba– Dissertação de Mestrado em Engenharia Química, Campina Grande, Pb. 2005.

FRACASSO, P. T.; TAIRA, N. M.; NÓBREGA, E. S.; MOTTA, S. A. **Metodologia para a seleção de um medidor de vazão de líquidos**. Disponível em <consulteengenheiroeletronico.wordpress.com>.

GALP ENERGIA. Perfuração. **Galp Energia**, 2011. Disponível em: <<http://www.galpenergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nossos-negocios/Exploracao-Producao/fundamentos-engenharia-petroleo/Paginas/Perfuracao.aspx>>.

GONÇALVES, J. T. **Apostila de fluidos não aquosos**. Abril de 2013.

GUERREIRO, F. S. **Dimensionamento e especificação técnica de equipamentos a serem instalados em unidade experimental de tratamento de fluido de perfuração automatizada.** Universidade Federal de Uberlândia. Uberlândia, 2012.

GUERREIRO, F. S. **Dimensionamento e especificação técnica de equipamentos a serem instalados em unidade experimental de tratamento de fluido de perfuração automatizada.** Universidade Federal de Uberlândia - Projeto de Graduação em Engenharia Química. Uberlândia, MG, 2013.

GUERREIRO, F. S. **Estudo experimental do peneiramento vibratório em batelada de suspensão diluída de rocha fosfática: determinação do teor de umidade de material retido, eficiência granulométrica e diâmetro de corte.** Universidade Federal de Uberlândia - Dissertação de Mestrado em Engenharia Química – Faculdade de Engenharia Química. Uberlândia, MG, 2015.

JUNIOR, I. P. **Secagem por micro-ondas na descontaminação de cascalhos de perfuração.** Universidade Federal de Uberlândia- Dissertação de Mestrado em Engenharia Química – Faculdade de Engenharia Química. Uberlândia, MG, 2014.

LAKE, L. W. **Petroleum Engineering General Engineering.** Richardson, TX: Petroleum Engineering a Handbook, v. 1, 2006.

LOBATO, M. **Blowout de ideias.** Maio de 2011. Disponível em: <http://blowoutdeideias.blogspot.com.br/2011/05/por-dentro-dos-fluidos-de-perfuracaoe.html>>.

MAGALHÃES, R. W. **Medição de vazão mássica e densidade.** Instec, 1991.

PEREIRA, M. S. **Caracterização de cascalho e lama de perfuração ao longo do processo de controle de sólidos em sondas de petróleo e gás.** Universidade Federal de Uberlândia – Dissertação de Mestrado. Uberlândia, MG, 2010.

PEREIRA, M. S. **Aplicação de Secagem por Micro-ondas no tratamento de cascalho de perfuração.** Universidade Federal de Uberlândia – Dissertação de Doutorado em Engenharia Química – Faculdade de Engenharia Química. Uberlândia, MG, 2013.

PETROBRÁS. **Manual de Fluidos de Perfuração.** Rio de Janeiro, CENPES, 1991.

PETROBRAS. **Manual de Fluidos.** 1. ed. Rio de Janeiro, 2011.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Editora Interciência. Rio de Janeiro/RJ, 2006.

SILVA, M. E. D.; SILVA, R. M.; GUERREIRO, F. S.; MORAIS, A. S. de; GEDRAITE, R. **Contribuição ao estudo do comportamento dinâmico de peneira vibratória utilizada em unidade de tratamento de fluido de perfuração.** In: Anais da XII Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica. Universidade Federal de Uberlândia (UFU). 13 a 17 outubro de 2014, Uberlândia, MG.

SILVA, R. M.; BARBOSA, V. P.; MENEZES, A. L.; GEDRAITE, R.; ATAIDE, C. H. **Estudo experimental acerca da influência da vibração sobre o teor de umidade residual em material sólido granular utilizando protótipo de peneira vibratória.** In: Anais do XII Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica (XII

COBEQ IC 2017). 16 a 19 de julho de 2017, São Carlos, SP.

SILVA, R. M. **Análise de imagem aplicada em processo de peneiramento vibratório.** Universidade Federal de Uberlândia – Projeto de Graduação em Engenharia Química. Uberlândia, MG, 2017.

SOUZA, P. J. B. D.; LIMA, V. L. D. **Avaliação das técnicas de disposição de rejeitos da perfuração terrestre de poços de petróleo.** Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia – Monografia. Salvador, BA, 2002.